

**АДАПТИВНЫЙ МЕТОД ДЕТЕРМИНИРОВАННЫХ МОМЕНТОВ ДАВЛЕНИЙ
ПРИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ КВД С УЧЕТОМ ВЛИЯНИЯ СТВОЛА СКВАЖИНЫ**

Бу Куанг Дык

Научный руководитель профессор В.Л. Сергеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Рассматриваются задача интерпретации нестационарных гидродинамических исследований адаптивным методом детерминированных моментов давлений в условиях неопределенности модели влияния ствола скважины и предлагается метод ее решения с использованием интегрированной системы моделей кривой восстановления давления с переменными параметрами. Приводятся результаты интерпретации гидродинамических исследований скважин нефтяного месторождения Тюменской области.

Введение. Для определения фильтрационных параметров и типа пластовой системы в процессе проведения гидродинамических исследований по кривой восстановления давления (КВД) в [1] предложен адаптивный метод детерминированных моментов давлений (ДМД). Однако при обработке коротких недовосстановленные КВД возникает необходимость учета влияния ствола скважины (ВСС). В этой связи, основываясь на результатах работы [2], предлагается метод определения пластового давления и прогнозных значений забойного давления с учетом ВСС, что позволяет существенно расширить возможности адаптивного метода ДМД и значительно сократить время простоя скважин.

Модели и алгоритмы интерпретации КВД адаптивным методом ДМД. В основе адаптивного метода ДМД использованы оценки детерминированных моментов давлений $\mu_k^*(t_n)$, полученные в моменты времени t_n [1]

$$\mu_k^*(t_n) = \int_{t_0}^{t_n} (P_{nl,n}^* - P_z^*(t)) t^k dt + \int_{t_n}^T (P_{nl,n}^* - P_z(t_n + \tau)) \tau^k d\tau, k = 0, 1, 2 .$$

Оценки пластового давления $P_{i\bar{e},n}^*$ и прогнозных значения забойного давлений $P_{\zeta}(t_n + \tau)$ на недовосстановленные участке КВД (t_n, T) определялись методом интегрированных моделей с использованием уравнения Вольтерра 1 рода [2]

$$P_z(t) = P_z(t_0) + \int_{t_0}^{t_n} q(t - \tau) f(\tau) d\tau \quad (2)$$

при $q(t) = q_0(1 - \exp(-\alpha_3(t) \cdot t))$, $f(\tau) = \alpha_1(\tau)(\exp(-\frac{\alpha_2(\tau)}{\tau})) / \tau$, где $\alpha_j(t), j = \overline{1,3}$ - неизвестные однозначные функции времени.

Результаты интерпретации КВД адаптивным методом ДМД. Результаты исследований моделей и алгоритмов адаптивного метода ДМД при интерпретации КВД скважины нефтяного месторождения Тюменской области приведены на рис. 1 – 4 и в таблице 1. На рис. 1 приведены фактические значения забойных давлений

$P_{\zeta}^*(t)$ (линия 1) и дебита притока (линия 2), на рис. 2 – 4 приведены оценки гидропроводности $\sigma^*(t_n)$, пьезопроводности $\chi^*(t_n)$ и диагностического коэффициента $d^*(t_n)$

$$\sigma^*(t_n) = \frac{4q_0\mu_1^*(t_n)}{5\pi(\mu_0^*(t_n))^2}, \chi^*(t_n) = \frac{6,4\mu_0^*(t_n)R^2}{\mu_1^*(t_n)}, d^*(t_n) = \frac{\mu_0^*(t_n)\mu_2^*(t_n)}{(\mu_1^*(t_n))^2}$$

полученные из (1), (2) с учетом влияния ствола скважины (ВСС) (линия 1), с учетом притока (УП) (линия 2) при $q(t) = q^*(t)$ и без учета ВСС и УП при $q(t) = q_0 = \text{const}$ (линия 3).

В таблице приведены оценки (3) полученные в момент времени завершения исследований t_n^* , при котором их относительные ошибки не превышают 5%.

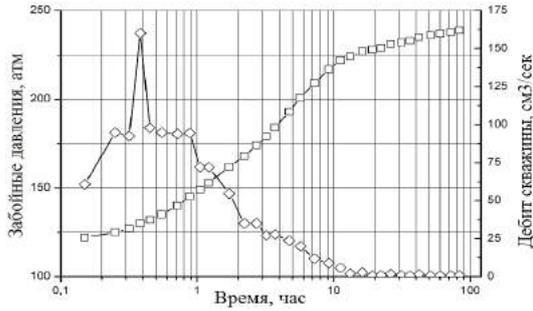


Рис. 1. Фактические значения забойных давлений (линия 1) и дебита притока (линия 2)

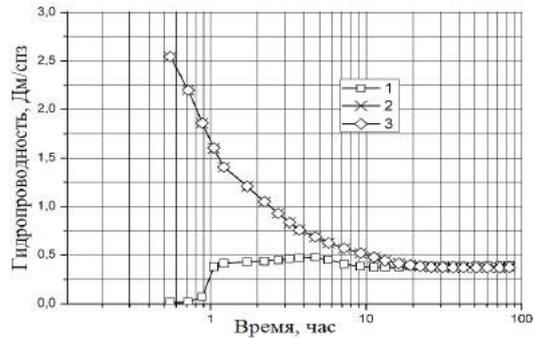


Рис. 2. Оценки гидропроводности пласта скважины 335 с учетом ствола скважины (ВСС) (линия 1), с учетом притока (УП) (линия 2) и без учета ВСС

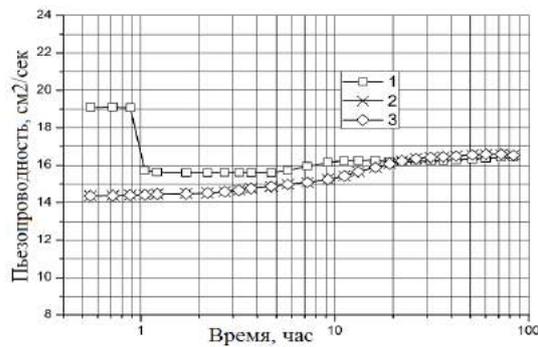


Рис. 3. Оценки пьезопроводности пласта скважины 335 с учетом влияния ствола скважины (ВСС) (линия 1), с учетом притока (УП) (линия 2) и без учета ВСС и УП (линия 3)

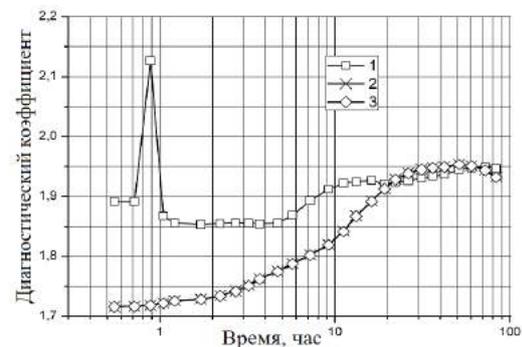


Рис. 4. Диагностический коэффициент

Таблица

Оценки параметров пласта, диагностического коэффициента и момента времени завершения исследований для скважины 335

Адаптивный метод ДМД	Время исследований, ч	Оценки гидропроводности, пьезопроводности и диагностического коэффициента			Время завершения исследований t_k^* , ч
		$\sigma^*(t_k^*)$, Дм/спз	$\chi^*(t_k^*)$, см²/сек	$d(t_k^*)$	
Saphir	72,28	0,38	16,91		
С учетом влияния ствола скважины	1,22	0,41	15,62	1,86	9,22
	9,22	0,38	16,15	1,91	
	22,22	0,38	16,18	1,92	
	72,28	0,39	16,41	1,95	
С учетом притока продукции в скважине	1,22	1,41	14,46	1,73	19,22
	9,22	0,52	15,25	1,82	
	19,22	0,39	16,09	1,93	
	72,28	0,37	16,59	1,94	
Без учета ВСС и ПУ	1,22	1,41	14,46	1,73	22,22
	9,22	0,52	15,24	1,82	
	22,22	0,39	16,23	1,93	
	72,28	0,37	16,53	1,94	

Из рисунков 2–4 и таблицы видно, что адаптивный метод ДМД (1), (2) позволяет определять фильтрационные параметры пласта, диагностический коэффициент и время завершения исследований в процессе их проведения и значительно сократить время простоя скважины.

Литература

1. Сергеев В.Л., Аниканов А.С. Кемерова, П.А. Интерпретация нестационарных гидродинамических исследований скважин методом детерминированных моментов давлений // Известия ТПУ. – 2011 –Т. 319 –№ 4 – С. 47–50.
2. Сергеев В.Л., Ву К.Д. Адаптивная интерпретации гидродинамических исследований с учетом влияния ствола скважины // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2016. – Т. 327. – № 9. – С.70–77.
3. Сергеев В.Л., К.Д. Ву. К оптимизации адаптивных алгоритмов идентификации и интерпретации гидродинамических исследований с учетом влияния ствола скважины // Доклады ТУСУРа. – 2016. – № 1. – С.98–102.

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ СКВАЖИНАМИ С ДУАЛЬНОЙ СИСТЕМОЙ СТВОЛОВ

С.И. Губанов

Научный руководитель доцент В.А. Ольховская

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Самарский государственный технический университет», г. Самара, Россия

Опыт разработки месторождений, расположенных на территории Российской Федерации, в частности, в Самарской области и республике Татарстан, а также месторождений ближнего и дальнего зарубежья указывает на отсутствие универсальных технологий и способов комплексного воздействия на залежи высоковязкой нефти. В ряде случаев при добыче трудноизвлекаемых запасов, высокая вязкость которых имеет существенное влияние на скорость течения углеводородов, применяют тепловые методы и увеличение депрессий на пласт.

Наиболее предпочтительны тепловые методы, которые могут быть реализованы без применения наземных парогенераторов. Если источник тепла находится непосредственно в пласте или в призабойной зоне скважин, это способствует рациональному использованию тепловой энергии для интенсификации добычи нефти и сопровождается значительным сокращением энерго- и ресурсозатрат.

Комплексный подход к разработке месторождений высоковязкой нефти предусматривает вскрытие пласта скважиной с дуальной системой стволов, создание трещин в продуктивном пласте путем интенсивного газодинамического воздействия, а также периодический прогрев пласта с помощью высокотемпературного источника, размещенного в непосредственной близости к объекту воздействия. Предлагается [1] осваивать месторождения высоковязкой нефти вертикальными скважинами с бурением дополнительного бокового ствола, причём и вертикальный, и боковой ствол вскрывают один и тот же нефтенасыщенный пласт. В скважины спускается малогабаритное глубинно-насосное оборудование, например, так, чтобы насос располагался в боковом стволе (рисунок). Реализация интенсивного газодинамического воздействия с применением скважинных газогенерирующих устройств предусматривает применение высокотемпературного источника и горюче-окислительных составов (ГОС), доставляемых на забой вертикального ствола на геофизическом кабеле или порожних насосно-компрессорных трубах в комплексе с пакерно-якорным устройством.

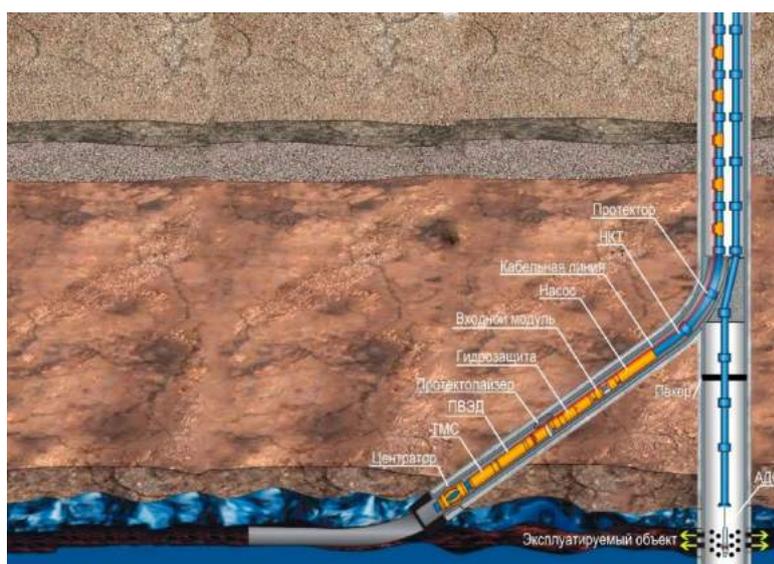


Рис. 1. Скважина с дуальной системой стволов